

Смыков Виктор Васильевич

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ
НЕФТИ ИЗ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
(НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НГДУ «ЯМАШНЕФТЬ»)**

Специальность: 25.00. 17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

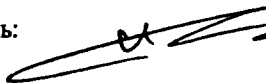
АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа – 2001

Работа выполнена в НГДУ «Ямашнефть» ОАО «Татнефть»

Научный руководитель:



д.т.н., академик РАЕН

Хисамутдинов Н.И.

Научный консультант



к.х.н., чл.-корр. РАЕН

Телин А.Г.

Официальные оппоненты:

д.т.н., проф., академик РАЕН

Валеев М.Д.

к.т.н., с.н.с.

Пестрецов Н.В.

Ведущая организация:

ООО «СамараНИПИнефть»

Защита состоится 11 мая 2001 года в 16⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д.520.024.01 при дочернем обществе с ограниченной ответственностью «Башкирский научно-исследовательский и проектный институт нефти» ОАО «АНК Башнефть» (ДООО «Башнипинефть») по адресу: 450077. г.Уфа, ул. Ленина, 86.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ДООО «Башнипинефть».

Автореферат разослан

10 апреля

2001 года.

Ученый секретарь

диссертационного совета

кандидат химических наук,

ст. научный сотрудник

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000652673



>

Д.А.Хисаева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ



Актуальность работы. Проведение геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение дебита и снижение обводненности скважин, является одним из наиболее перспективных и быстроразвивающихся направлений технического прогресса в нефтяной промышленности. Несмотря на обилие технологий и химреагентов, используемых для этих целей, вопрос об эффективности геолого-технических мероприятий на скважинах малodeбитного фонда мелких месторождений, разрабатывающих нефть разновозрастных объектов разработки в единой системе нефтесбора, в настоящее время остается открытым. Более того, с учетом наблюдающейся в нефтяной промышленности Российской Федерации устойчивой тенденции к ухудшению структуры запасов нефти, данная проблема становится еще более актуальной.

Во всех нефтегазодобывающих регионах ухудшение структуры запасов и истощение высокопродуктивных залежей приводит к возрастанию доли трудно извлекаемых запасов с низкими дебитами скважин. При этом успешность геолого-технических мероприятий на скважинах малodeбитного фонда редко превышает 45-50 %.

Вместе с тем, в случаях массированного проведения обработок химреагентами скважин, добывающих нефть разновозрастных объектов разработки, весьма часто наблюдаются сбои в работе установок подготовки нефти вследствие влияния на процесс деэмульсации применяемых для ОПЗ химреагентов - растворителей, кислот, ПАВ. Поэтому интенсификация добычи нефти должна быть тесно связана с технологическим процессом подготовки. В частности, только после проведения мониторинга по оценке влияния на подготовку нефти химреагентов, применяемых для ОПЗ скважин, возможно их широкое применение.

Цель работы. Повышение эффективности геолого-технических мероприятий на скважинах малodeбитного фонда карбонатных коллекторов с нефтью разновозрастных объектов разработки с использованием химреагентов, полученных на основе вторичных материальных ресурсов, и переходом от аппаратной подготовки нефти к резервуарной с целью снижения ресурсо- и энергоемкости.

Основные задачи исследований

1. Проведение анализа эффективности геолого-технических мероприятий на скважинах малodeбитного фонда с разнотипной нефтью в карбонатных коллекторах на примере месторождений НГДУ «Ямашнефть».

2. Разработка методологии выбора скважин под ОПЗ с целью увеличения дебита и снижения обводненности.

3. Разработка рекомендаций по оптимизации технологий увеличения продуктивности и снижения обводненности скважин малodeбитного фонда.

4. Проведение оптимизации работы системы сбора, транспорта и подготовки нефти с учетом свойств добываемой продукции и применяемых химреагентов.

Основные защищаемые положения

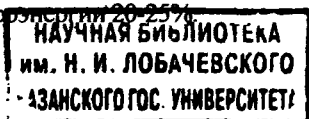
1. Топохимический контроль фильтрации кислотных составов в карбонатной горной породе.
2. Новые кислотные составы и способы их применения для интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов.
3. Экспресс-метод определения типа коллектора по промысловым данным.
4. Способ увеличения продуктивности скважин в гидрофобных коллекторах.
5. Способ резервуарной подготовки нефти при добыче высоковязкой обводненной нефти разновозрастных объектов разработки, учитывающий результаты мониторинга свойств продукции скважин и применяемых химреагентов.

Научная новизна работы

1. Исследована кинетика газовыделения различных кислотных составов с водо- и нефтewмещающей карбонатной горной породой с учетом фактора диффузионного торможения.
2. Предложена методика регулирования скорости растворения карбонатной горной породы составами на основе соляной кислоты с добавками олигомеров диолов и триолов и поверхностно-активных веществ.
3. Разработан экспресс-способ определения наличия системы трещин в околоскважинном пространстве карбонатных коллекторов по промысловым данным.
4. Разработана методика выбора скважин и технологий для ОПЗ в карбонатных коллекторах на основе анализа топахимического контроля фильтрации кислотных составов в карбонатной горной породе.
5. Разработан способ совместной резервуарной подготовки высоковязкой обводненной нефти разновозрастных объектов разработки.

Практическая ценность и внедрение результатов работы

1. Результаты диссертационной работы использованы в проведении ГТМ по всему фонду скважин НГДУ «Ямашнефть», приуроченного к карбонатным коллекторам. Затраты на 1 т дополнительно добытой нефти снижены с 329 руб./т до 168.4 руб./т.
2. Изменение схемы подготовки нефти позволило отключить 21 булит типа ОГ-200, снизить температуру нагрева нефти в печах на 20°C, получить экономию топливного газа 30-35 %, электроэнергии 20-25%.



Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на семинарах НПО «Нефтегазтехнология», научно-технических советах АО «Татнефть» и НГДУ «Ямашнефть».

Публикация результатов. По теме диссертационной работы лично автором и в соавторстве с другими исследователями опубликовано 6 печатных работ, включая 3 статьи, 3 изобретения.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы из 96 наименований. Работа изложена на 130 страницах, в том числе содержит 40 таблиц, 32 рисунка.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы основные задачи и цель исследования, рассмотрена научная новизна, основные защищаемые положения и практическая ценность работы.

Первая глава посвящена анализу эффективности методов интенсификации притока нефти в низко проницаемых коллекторах, испытанных и внедряющихся на нефтепромысловых объектах АО "Татнефть". Рассмотрены причины ухудшения структуры запасов нефти Волго-Уральской нефтяной провинции, дан подробный обзор применяемых в настоящее время технологий извлечения трудно извлекаемых запасов. Рассмотрены причины низкой эффективности разработки трещиноватых коллекторов. Большое внимание уделено вопросам проведения ОПЗ низко дебитных скважин в карбонатных коллекторах с учетом геолого-технических, технологических и экономических факторов. Приведен обзор работ Кудинова В.И., Сучкова Б.М., Лисовского Н.Н., Филипова В.П. Галеева Р.Г., Муслимова Р.Х., Гавуры В.Е., Гарушева А.Р., Сафонова В.И., Баймухаметова К.С., Викторина В.Д., Лозина Е.В., Валеева М.Д., Токарева М.А., Сыртланова А.Ш., Ибатуллина Р.Р., Юсупова И.Г., Дияшева Р.Н., Хисамова Р.С., Аширова К.Б., Гарифуллина Ш.С., Галлямова И.М., Аптикаева Р.С., Асмоловского В.С., Хавкина А.Я., Горбунова А.Т. и других исследователей, в которых изучены вопросы, относящиеся к теме диссертации.

Во второй главе отражены результаты лабораторных исследований по разработке технологий увеличения продуктивности и снижения обводненности скважин в карбонатных коллекторах. На основании проведенного анализа промысловых данных сформулированы требования, предъявляемые к кислотным составам для воздействия на низко проницаемые коллектора.

С целью определения кинетических закономерностей взаимодействия кислоты с карбонатной горной породой в нефте- и водонасыщенной пористой среде проведен комплекс физико-химических исследований, обработка результатов которых осуществлена в соответствии с предположением о том, что кинетика реакции соляной кислоты с карбонатной горной породой подчиняется основным закономерностям топомимических процессов. Получен-

ные кинетические кривые описываются уравнением Аврами-Ерофеева (растянутой экспоненты)

$$V_t = V_\infty (1 - e^{-kt^n}), \quad (1)$$

характеризующим кинетику топохимических процессов, проходящих в неоднородных средах. В данном уравнении показатель степени n может служить мерой анизотропности среды.

На рис.1 приведена формальная кинетика реакций ряда кислотных составов с водо- и нефтенасыщенной пористой средой. Возникновение периода индукции в нефтенасыщенной пористой среде можно объяснить низкой скоростью диффузии кислоты через пленку нефти. Оценка влияния диффузии на скорость реакции осуществляется с помощью фактора диффузионного торможения, в данном случае равного отношению максимальных скоростей реакции в нефте- и водонасыщенной среде:

$$f_D = \left(\frac{dV_{CO_2}}{dt} \right)_{\text{max, нефть}} \left(\frac{dV_{CO_2}}{dt} \right)_{\text{max, вода}}. \quad (2)$$

На основании экспериментальных данных, представленных в виде зависимости степень превращения - время, по формуле (2) рассчитаны факторы диффузионного торможения (табл. 1).

Подобраны реагенты, добавка которых приводит к гидрофилизации поверхности породы, эмульгированию и снижению вязкости нефти, что позволяет практически сравнивать скорости реакции соляной кислоты с карбонатной породой в водо- и нефтенасыщенной среде. В большей степени снижается различие в скоростях реакции между нефтенасыщенной, водонасыщенной пористыми средами и композицией соляной кислоты, содержащей полиглицерин, неионогенный ПАВ АФ₉-12 и дезэмульгатор ОЖК (композиция «замедленного действия»). Замена технической соляной кислоты на композицию кислоты «замедленного действия» и бутанола дает заметно меньший эффект на нефтенасыщенной части пористой среды, чем на водонасыщенной.

Полученные результаты позволяют сделать следующие рекомендации по технологии проведения соляно кислотных обработок в карбонатных коллекторах.

1. Для ОПЗ добывающих скважин с целью увеличения продуктивности рекомендуются кислотные составы на основе технической соляной кислоты и C₂-C₄ спиртов с добавкой ПАВ или многоатомных спиртов - полиглицерин.

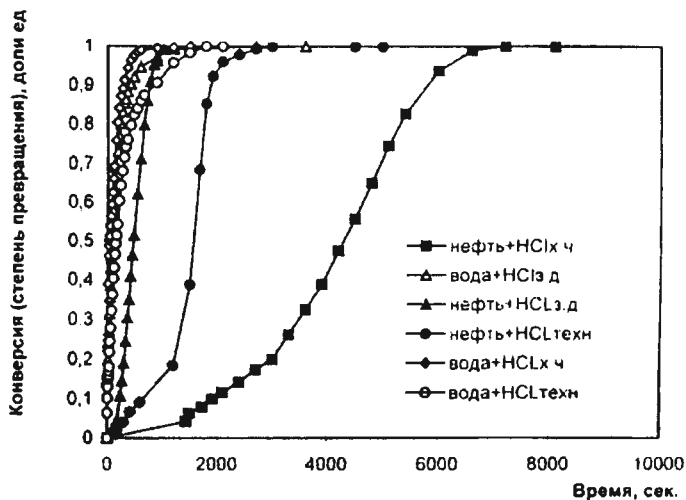


Рис.1. Макрокинетика реакции кислотных составов с карбонатной горной породой

Таблица 1

Кинетические параметры и факторы диффузионного торможения при реакции кислотных составов с карбонатной породой

| Система | k | n | f_D |
|------------------------------------|------------|--------|-------|
| HCl х.ч. (водонасыщенная порода) | -0.9514 | 0.5001 | 1.00 |
| HCl х.ч. (нефтенасыщенная порода) | -0.0002152 | 1.9248 | 79.99 |
| HCl техн. (водонасыщенная) | -0.3387 | 0.781 | 3.72 |
| HCl техн. (нефтенасыщенная) | -0.0002645 | 2.50 | 14.61 |
| HCl замедл. действия (водонасыщ.) | -0.5961 | 0.701 | 1.75 |
| HCl замедл. действия (нефтенасыщ.) | -0.003832 | 2.5186 | 8.73 |
| HCl техн.+бутанол (водонасыщен.) | -0.2599 | 0.6684 | 5.77 |
| HCl техн.+бутанол (нефтенас.) | -0.1287 | 1.027 | 7.32 |
| HCl зам.д.+бутанол (водонасыщен.) | -0.3311 | 0.6118 | 5.14 |
| HCl зам.д.+бутанол (нефтенас.) | -0.05518 | 1.122 | 15.34 |
| HCl техн.+полиглицерин (водонас.) | -0.6341 | 0.3558 | 0.91 |
| HCl техн.+полиглицерин (нефтен.) | -0.000222 | 2.2935 | 22.83 |
| HCl зам.д.+полиглицерин (водонас.) | -0.3676 | 0.3427 | 3.55 |

2. Для ограничения отбора воды и увеличения продуктивности скважин рекомендуется последовательное воздействие полиглицерином или полиглицолом, а затем кислотой или кислотой с ПАВ. Данные технологии эффективны для коллекторов порового типа со средней обводненностью добываемой жидкости (30-60 %).

3. Для малодобитных низко обводненных (до 30 %) скважин, у которых наблюдается потеря продуктивности более, чем в 2-3 раза, наиболее эффективной является композиция соляная кислота + Нефрас А 150/330. Наличие в композиции ароматических углеводородов с одной стороны позволяет снизить скорость взаимодействия кислоты с породой, а с другой — эффективно удалить АСПО и гидрофобизировать ПЗП.

В результате лабораторных исследований получены кислотные композиции с регулируемой скоростью взаимодействия с горной породой, определены их кинетические параметры применительно к геолого-физическим условиям карбонатных отложений турнейского яруса Ерсубайкинского месторождения. Математическое моделирование процесса ОПЗ позволяет для каждой скважины индивидуально рассчитать необходимую глубину обработки, выбрать конкретный состав и объем кислотной композиции.

Для определения количества реагента с учетом констант, определяющих топохимическую реакцию в пористой среде карбонат содержащего пласта, и протекания процесса в плоскости, перпендикулярной направлению движения жидкостей, получено выражение

$$U(r_0 + mv, t) = \frac{r_0 C_0}{r_0 + mv} \exp[-Kt^n(1 - (1 - m)^n)], \quad (3)$$

где K, n - константы,

$u(r, t)$ - концентрация раствора кислоты,

m - пористость пласта,

v - линейная скорость движения жидкости в пористой среде,

r_0 - радиус обсадной колонны.

На конкретных примерах показано использование формулы (3).

Для определения расхода кислотной композиции в зависимости от заданного радиуса обработки, являющегося важным параметром при реализации технологии в условиях скважины, получено выражение:

$$Q = 2\pi h \cdot \frac{k\rho}{\mu} \cdot \frac{P_c - P_k}{\ln \frac{r_k}{r_0}} \quad (4)$$

где: Q - расход кислотной композиции, кг;

h - толщина пласта (интервал перфорации), м;

P_c - давление в скважине, МПа;

P_k - давление в пласте, МПа;

μ - вязкость кислотной композиции, мПа с;

r_k - заданный радиус кислотной обработки, м.

Учитывая, что доля высоко обводненных скважин в карбонатных коллекторах постоянно увеличивается, одной из актуальных задач является разработка способов ограничения отбора воды. Для разработки ресурсосберегающей технологии селективной изоляции воды в коллекторах трещиновато-порового типа были проведены фильтрационные эксперименты с двумя группами реагентов - на основе шламов присадок к маслам (Седиментал-Т, шлам присадки КНД, шлам присадки АСП) и на основе белой сажи с ковалентно связанными органосилоксанами (Вахсит, Полисил, СФ, ДФ, П-1).

Водоизолирующие свойства реагентов первой группы обусловлены тем, что внешняя фаза дисперсии на основе шламов присадок к маслам является углеводородной. При взаимодействии с нефтью происходит взаимное растворение двух фаз, для воды эти реагенты являются непроницаемым экраном, а для нефти они «прозрачны». При закачке в ПЗП добывающих скважин карбонатных коллекторов реагентов первой группы происходит отсекаание водопроводящих трещин и каверн. Комплексное воздействие, совмещающее применение данных реагентов с закачкой кислоты и органического растворителя, может обеспечить 1,5-3-кратное увеличение дебита по нефти при значительном снижении обводненности за счет расширения поровых каналов, по которым осуществляется приток нефти в скважину.

Реагенты второй группы являются супергидрофобизаторами, которые, попадая в сеть трещин и каверн, в значительной мере увеличивают фильтрационное сопротивление воды и не влияют на подвижность нефти. Результаты экспериментов приведены в таблице 2.

В результате фильтрационных исследований установлено, что инвертные дисперсии, полученные из шламов присадок к маслам, а также углеводородные суспензии кремнийорганических полимеров на белой саже могут быть использованы для изоляции воды в скважинах, имеющих трещиноватый или трещиновато-поровый тип коллектора. Наиболее перспективным представляется совмещение указанных реагентов. При этом инвертные дисперсии будут играть роль носителей Полисила.

Было осуществлено физическое моделирование обработки призабойной зоны пласта, способствующей улучшению условий фильтрации жидкости, как за счет изменения смачиваемости, так и благодаря комплексной кислотной обработке. Диаграмма относительных фазовых проницаемостей, рассчитанных по результатам опыта, показывает значительное улучшение условий совместной фильтрации нефти и воды после обработки пористой среды водным и углеводородным раствором ПАВ (рис.2, табл.3).

Таблица 2

Фильтрационные характеристики воздействия изолирующих реагентов на пористую среду, представленную проппантом

| № | Реагент | Фактор остаточного сопротивления по воде | Фактор остаточного сопротивления по нефти |
|----|--------------|--|---|
| 1 | Седиментал-Т | 3,3 | 1,0 |
| 2 | Шлам КНД | 10,0 | 1,1 |
| 3 | Шлам АСП | 9,4 | 1,2 |
| 4 | Вахсит | 8,23 | 1,0 |
| 5 | П-1 | 1,76 | 1,0 |
| 6 | ДФ | 4,12 | 1,0 |
| 7 | СФ* | 23,5 | 1,0 |
| 8 | Вахсит* | 23,5 | 1,0 |
| 9 | АСП* | 40,0 | 0,53 |
| 10 | Полисил | 3,2 | 1,6 |
| 11 | Полисил* | 4,5 | 1,2 |

*- перед фильтрацией реагента в пористую среду была закачана оторочка Нефраса 0,5 Vпор, а перед нагнетанием нефти была закачана оторочка Нефраса с нефтерастворимым нефтяным сульфонатом концентрацией 0,5 %.

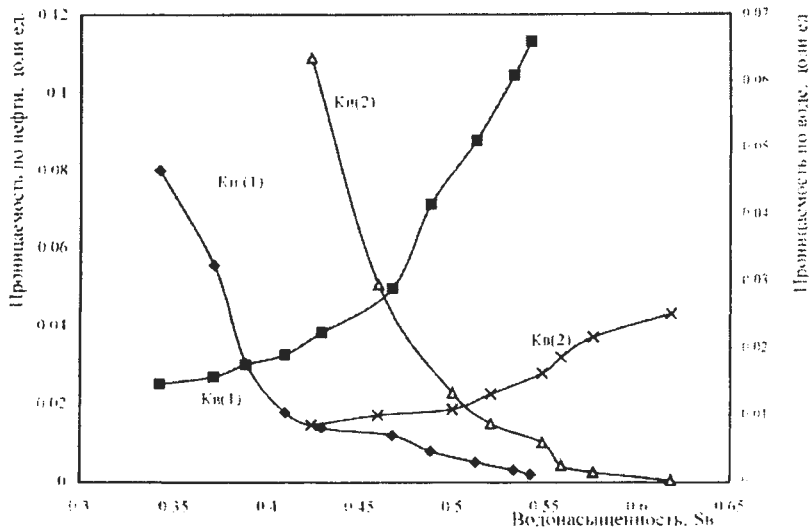


Рис.2. Относительные фазовые проницаемости по нефти и воде карбоната турнейского яруса Ерсубайкинского месторождения до (1) и после (2) модификации смачивания пористой среды

Таблица 3
Результаты вытеснения нефти водой
(турнейский ярус Ерсубайкинского месторождения)

| Объем вытесн. жидкости, Vn | Коэффициент вытесн. нефти, Vn.п. | Остаточная нефтенасыщ., % | Градиент давления, МПа/м |
|---|--|---------------------------------|-----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 0,129 | 0,1944 | 53,66 | 1,4981 |
| 0,500 | 0,2964 | 46,86 | 1,1012 |
| 0,750 | 0,3263 | 44,87 | 0,9098 |
| 1,000 | 0,3462 | 43,55 | 0,8261 |
| 1,500 | 0,3661 | 42,22 | 0,7623 |
| 2,000 | 0,3861 | 40,89 | 0,6338 |
| 3,000 | 0,4109 | 39,24 | 0,5999 |
| 4,000 | 0,4258 | 38,25 | 0,5842 |
| 5,000 | 0,4258 | 38,25 | 0,5800 |
| Закачка кислоты, 0,3 Vn | | | |
| 5,129 | ---- | ---- | 0,9156 |
| 5,333 | ---- | ---- | 0,8219 |
| Закачка пластовой воды | | | |
| 5,450 | ---- | ---- | 0,5966 |
| 5,650 | 0,4357 | 37,58 | 0,2917 |
| 6,000 | 0,4457 | 36,92 | 0,2544 |
| 6,250 | 0,4457 | 36,92 | 0,2535 |
| 6,500 | ---- | ---- | ---- |
| 7,000 | ---- | ---- | ---- |
| Закачка бурового раствора в кол-ве 0,1 Vn | | | |
| Закачка кислотного состава 0,6Vn | | | |
| Закачка пластовой воды | | | |
| 7,800 | 0,4656 | 35,59 | 0,3927 |
| 8,230 | 0,4755 | 34,93 | 0,3571 |
| 8,500 | 0,4780 | 34,77 | 0,2817 |
| 9,000 | 0,4805 | 34,60 | 0,2320 |
| 10,000 | 0,4805 | 34,60 | 0,1939 |
| 10,500 | ---- | ---- | 0,1906 |

Моделирование комплексной ОПЗ (1 этап - соляно кислотная обработка, 2 этап - закачка 0.1 Vпор полимерно-мелового раствора, 3 этап - соляная кислота + полигликоль + АФ₉-12) показало ее высокую эффективность для условий турнейского яруса Ерсубайкинского месторождения: коэффициент вытеснения нефти увеличивается на 28.6 пунктов.

В третьей главе рассматривается предлагаемый автором метод определения структуры порового пространства карбонатных коллекторов.

Определение структуры порового пространства карбонатных коллекторов по существующим методикам требует замеров НГК и АК, либо АК и других геофизических методов. В основу предлагаемой методики положено сравнение фактического и расчетного дебитов. Расчет дебита производился по формуле Дюпюи для радиальной фильтрации и однородного строения коллектора. В случае карбонатного коллектора неоднородность проявляется в наличии трещиноватости, и совпадение дебитов свидетельствует о преобладании порового типа коллектора, а превышение фактического дебита над расчетным предполагает трещиноватый или трещиновато-поровый тип порового пространства.

Для расчета объемного дебита скважин по формуле Дюпюи принимают, что давление на стенке скважины равно измеренному забойному давлению $P_{з\text{аб}}$, а давление на круговом контуре радиусом R , равно пластовому $P_{пл}$. Учитывая, что при эксплуатации нескольких скважин максимальное давление в пласте наблюдается примерно в средних точках расстояний между соседними скважинами, принимают R_1 равным $\sigma_{ср}$ - половине среднего расстояния между данной скважиной и соседними.

Формулу Дюпюи с учетом этих предположений записывают в следующем виде:

$$W_{пл} = \frac{2 \cdot 10^3 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot (P_{пл} - P_{з\text{аб}})}{\mu \cdot \ln \frac{\sigma_{ср}}{r_c}} \quad (5)$$

где $W_{пл}$ - объемный дебит в пластовых условиях, м³/сут;

K - проницаемость, мкм²;

h - толщина пласта, м;

$P_{пл}, P_{з\text{аб}}$ - пластовое и забойное давление, МПа;

r_c - радиус скважины;

μ - вязкость жидкости, мПа·с.

Так как объемный и массовый дебиты скважин, измеренные на поверхности, связаны с объемным дебитом в пластовых условиях выражениями

$$W_{поп} = W_{пл} / b \quad (6)$$

$$Q = W_{поп} \cdot \rho \quad (7)$$

где b - объемный коэффициент нефти,

ρ - плотность нефти на поверхности,

расчетная формула приобретает вид:

$$Q_{\text{нов}} = \frac{K \cdot h \cdot \Delta P}{h \cdot \mu \cdot \ln \sigma_r} \cdot 5,43 \cdot 10^{-2}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (8)$$

В качестве примера приведен расчет дебитов для карбонатных коллекторов турнейского яруса Онбийского месторождения: отношение фактического и потенциального дебитов на правом куполе составляет десятки и сотни раз, что соответствует зоне средней и высокой трещиноватости; отношение дебитов на левом куполе составляет единицы раз, что соответствует зоне низкой трещиноватости.

Предложенный метод, позволяющий диагностировать тип карбонатного коллектора и выделить зоны трещиноватости, был использован при проектировании технологии СКО в НГДУ «Ямашнефть».

В четвертой главе приведен анализ эффективности геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности и снижению обводненности скважин в НГДУ «Ямашнефть».

Для повышения рентабельности применения химических методов ОПЗ (на примере СКО) в НГДУ «Ямашнефть» был осуществлен следующий комплекс мероприятий.

1. С использованием разработанного метода определения структуры порового пространства и типа коллектора по соотношению фактических и расчетных дебитов была проведена оценка фонда скважин НГДУ «Ямашнефть» с анализом достоверности подбора технологии к параметрам НЭП.

2. На базе анализа результатов ранее осуществленных СКО проведены лабораторные исследования по оптимизации состава соляно кислотных композиций и последовательности закачки в соответствии с типом коллектора.

3. С учетом типа коллектора для каждой из скважин, выбранных для проведения ГТМ, определен оптимальный вариант проведения комплексной СКО. Результаты внедрения комплексной технологии ОПЗ на скважинах карбонатных коллекторов НГДУ «Ямашнефть» приведены в таблице 4. Дополнительная добыча на 1 скважину составила 648 т, средняя продолжительность эффекта - 452 суток, причем по четырем скважинам эффект продолжается. В таблице 5 приведены основные параметры эффективности применения базовой и комплексной технологий СКО, сопоставление которых позволяет сделать вывод о существенном повышении эффективности осуществления ОПЗ при использовании рекомендаций, разработанных в данной работе.

Пятая глава посвящена разработке и внедрению ресурсо- и энергосберегающей технологии подготовки высокосернистой нефти на Миннибаевской УПВСН НГДУ «Ямашнефть».

До июля 1999 г. УПВСН работала по типовой проектной технологической схеме (рис.3), согласно которой нагрев поступающего на установку сырья осуществлялся в теплообменниках УПВСН до температуры 30 °С с последующим

Эффективность внедрения комплексной технологии ОПЗ в НГДУ «Ямашнефть»

| № п.п. | № скв. | Тип коллектора, определенный по методике п.3 | Технология (табл. 2.14) | Дата проведения | Доп. добыча на 1.09.2000, т | Средняя продолжительность эффекта, сут. | Затраты на проведение 1 успешной обработки, тыс.руб. | Затраты на 1 т доп. добытой нефти, руб. |
|--------------------------------|--------|--|-------------------------|-----------------|-----------------------------|---|--|---|
| 1 | 10820 | поровый | вариант 1 | 2.08.98 | 750 | 570 | 62,0 | 82,7 |
| 2 | 6948 | поровый | вариант 1 | 18.09.98 | 392 | 655, эффект продолжается | 79,4 | 202,6 |
| 3 | 2602 | трещиновато-поровый | вариант 2 | 25.11.98 | 1143 | 400 | 44,3 | 38,8 |
| 4 | 2600 | трещиновато-поровый | вариант 2 | 25.12.98 | 556 | 570, эффект продолжается | 96,0 | 172,6 |
| 5 | 1269 | порово-трещиноватый | вариант 1 | 14.10.99 | 244 | 300, эффект продолжается | 371,2 | 1521,4 |
| 6 | 7651 | трещиноватый | вариант 3 | 7.25.12.99 | нет эффекта | | | |
| 7 | 1309 | трещиновато-поровый | вариант 2 | 25.12.99 | 800 | 215, эффект продолжается | 1,6 | 202,4 |
| Среднее значение на 1 скважину | | | | | 658 | 452 | 109,1 | 168,5 |
| Итого | | | | | 3885 в т.ч. тер. – 1142 | | 654,5 | |

Таблица 5

Сравнение эффективности применения в НГДУ «Ямашнефть» базовой и комплексной технологий СКО

| Вид ОПЗ | Количество обработок | Успешность, % | Дополнительная добыча на 1 успешную обработку, т | Средняя продолжительность эффекта, сут. | Затраты на проведение 1 операции, тыс.руб. | Затраты на 1 т доп. добытой нефти, руб. |
|----------------------------|----------------------|---------------|--|---|--|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Базовая технология СКО | 53 | 79 | 187 | 122 | 136,2 | 329,0 |
| Комплексная технология СКО | 7 | 85 | 647,5 | 452 (по 4 скв. эффект продолжается) | 109,2 | 168,4 |

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА УПВСН ДО РЕКОНСТРУКЦИИ

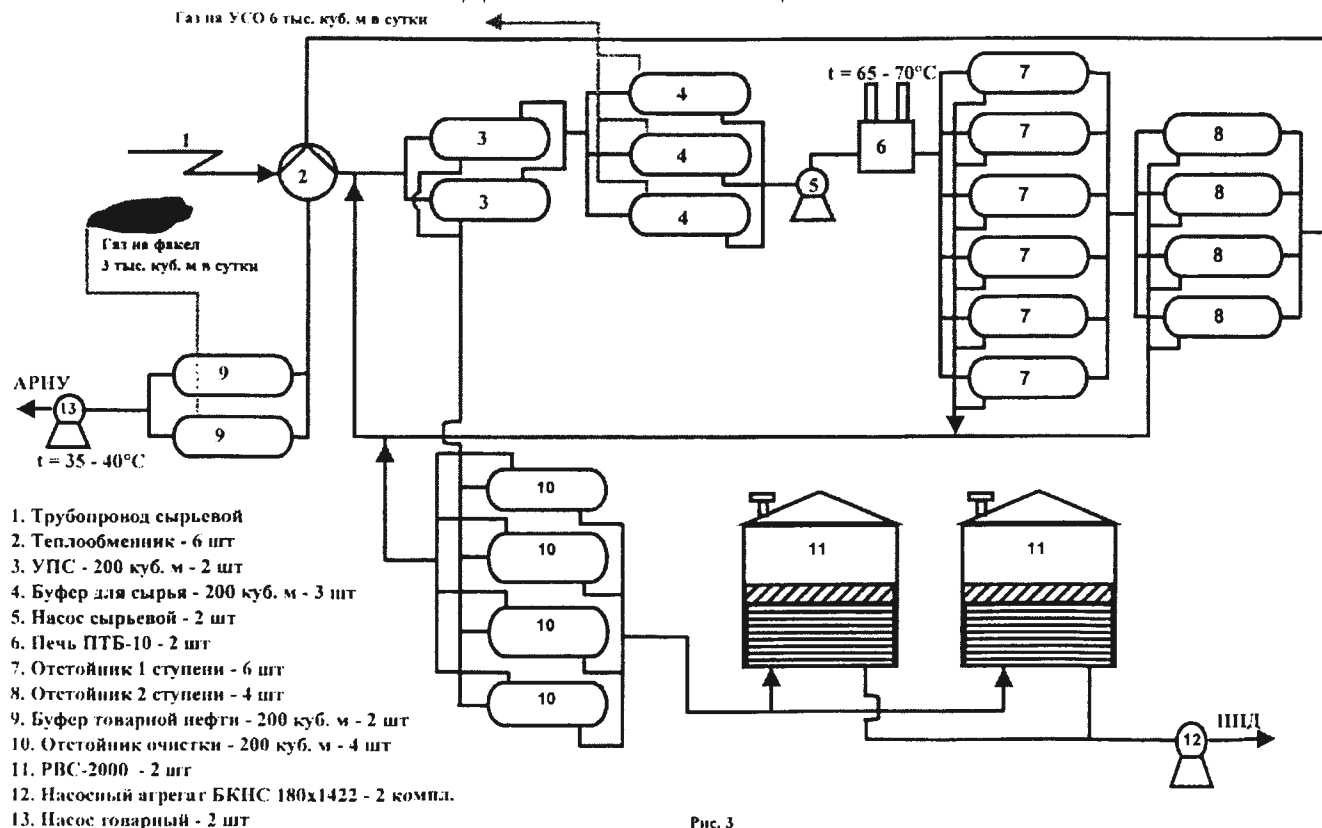
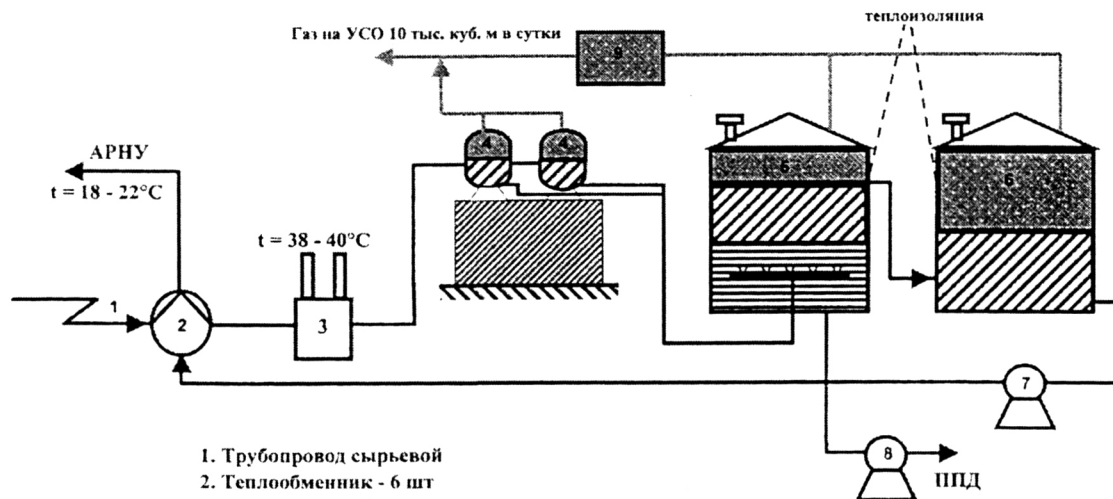


Рис. 3

отделением воды в отстойниках ступени предварительного обезвоживания, после которых нефть нагревалась в печах до температуры порядка 65-70°C и поступала в нефтегазовые сепараторы горячей ступени сепарации. Газ, отделившийся от нефти в сепараторах, поступал на установку сероочистки Миннибаевского ГПЗ, а нефть насосом откачивалась в отстойники первой ступени горячего обезвоживания, после которых через каплеобразователи поступала в отстойники второй ступени горячего обезвоживания. Дренажная вода, сбрасываемая из отстойников первой и второй ступеней, подавалась перед отстойниками ступени предварительного сброса воды.

Начиная с июля 1999 г. Миннибаевская УПВСН была переведена на работу по измененной технологической схеме (рис. 4). Основной особенностью схемы является то, что процессы сепарации, обезвоживания и обессоливания нефти осуществляются в резервуарах РВС-2000, герметизированных установкой УЛФ. Сырая нефть в количестве 1800 м³/сут поступает с ДНС-210, где осуществляется сепарация и предварительное обезвоживание нефти в резервуарах при естественной температуре (зимой 2-5°C, летом 15-18 °C), и в количестве порядка 3200 м³/сут с ДНС-1, где осуществляется нагрев продукции скважин, сепарация и предварительное обезвоживание нефти в резервуарах при температуре около 20 °C. Далее общим потоком в количестве порядка 5000 м³/сут нефть поступает по напорному трубопроводу через узел учета 1 в трубную часть теплообменника 2. В теплообменнике сырая нефть нагревается потоком отходящей товарной нефти до температуры 30-35°C и по трубопроводу диаметром 400 мм направляется в резервуар-отстойник 5 (РВС-2000 №1), где осуществляются процессы сепарации, глубокого обезвоживания эмульсии и очистки пластовой воды. Ввод жидкости в резервуар №1 осуществляется на высоте 2.0 м от днища по распределителю радиального типа с четырьмя перпендикулярными лучами диаметром 300 мм с направленными вверх отверстиями диаметром 50 мм. Суммарное время отстоя нефти в резервуаре №1 составляет не менее 6 часов. Отделившаяся пластовая вода из резервуара №1, в котором высота водяной подушки составляет 2.0-2.5 м, откачивается насосами "Рэда" 8 в систему ГАД, а обезвоженная и отсепарированная нефть с высоты 9.0 м перетекает в резервуар 6 (РВС-2000 №2). Резервуар №2 выполняет функции буферной емкости. Отделившийся газ и легкие фракции нефти из резервуаров №1 и №2 поступают по газоуравнительной системе на прием установки УЛФ 9 производительностью 420 м³/час и далее - на установку сероочистки Миннибаевского ГПЗ. Обезвоженная до товарных кондиций нефть из резервуара №2 направляется на прием насосов 7 и далее - в печь 3, где нагревается до температуры порядка 55-60°C и затем поступает в теплообменник 2 для нагрева поступающего в резервуар №1 сырья. Охлажденная в теплообменнике 2 до 25°C товарная нефть через узел учета направляется на головные сооружения Альметьевского РНУ.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА УПВСН ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ



1. Трубопровод сырьевой
2. Теплообменник - 6 шт
3. Печь ПТБ-10 - 2 шт
4. Нефтегазосепаратор 50 куб. м - 2 шт
5. РВС-2000 - отстойник нефти и воды - 1 шт
6. РВС-2000 - буфер товарной нефти - 1 шт
7. Насос товарный - 2 шт
8. Насосный агрегат
9. Установка УЛФ - 1 шт

Рис. 4

Анализ эффективности аппаратного оформления этой схемы позволил сделать следующие выводы.

1. Значительно снизилась металлоемкость за счет вывода из эксплуатации сепараторов, отстойников и буферных емкостей в количестве 21 шт., функции которых выполняют всего два резервуара РВС-2000. Первый резервуар №1 используется в качестве сепаратора, аппарата предварительного - сброса воды, отстойника первой ступени, отстойника очистки пластовой воды. Второй резервуар №2 используется в качестве буферной емкости.

2. За счет снижения температуры процесса, давления и исключения насоса уменьшился расход топливного газа и энергетических затрат.

3. За счет повышения времени отстоя в резервуарах снизился общий расход деэмульгатора, и прекращена подача деэмульгатора на УПВСН.

4. Ликвидированы потери углеводородного газа за счет прекращения сжигания "хвостовых" углеводородных газов на факеле.

5. Уменьшен унос сероводородсодержащего газа с товарной нефтью при ее сдаче Альметьевскому РНУ.

6. Ликвидированы потери газа, уносимого с пластовой водой, из негерметизированных ранее резервуаров очистки воды.

7. Упростилось обслуживание объекта.

8. Улучшились условия охраны воздушного бассейна, и уменьшилась пожароопасность объекта.

Поскольку работа установок подготовки нефти во многом зависит от схем внутри промыслового транспорта, количества ДНС и эффективности работы УПСВ, был проведен мониторинг деэмульгаторов, выбраны наиболее эффективные из них, и определены оптимальные точки ввода. Это позволило значительно повысить эффективность внутритрубной деэмульсации и перейти от аппаратного способа подготовки нефти к значительно более экономичному резервуарному способу. По результатам проведенного комплекса исследований можно сделать вывод, что наиболее эффективным реагентом для деэмульсации и предварительного сброса воды является Реапон-ИФ: обводненность проб, поступающих на ДНС НГДУ «Ямашнефть», уменьшается по сравнению с обводненностью скважинных проб от 50-85 % до 0 - 40 %, на УПС поступают пробы с содержанием воды в водонефтяной эмульсии 15-19 %, выходят с РВС - с содержанием 2-5 %. Перспективными реагентами для проведения процесса деэмульсации (в том числе и в зимнее время) являются Дипроксамин РЭМ-Ю-2, реагенты серии ДИН (образцы 3,4,6), СНПХ-4480, Нефтенолы С-7, Б-1, 9/2-2.

Сравнительная технико-экономическая оценка вариантов подготовки высокосернистой нефти на Миннибаевской УПВСН показала, что резервуарная подготовка высокосернистой нефти благодаря увеличению технологического времени отстоя на ступенях обезвоживания и обессоливания в 2-2.5

раза позволила снизить температуру нагрева нефти в печах с 65-70°C до 45-50°C, за счет снижения давления в системе отключить часть сырьевых насосов. Экономия топливного газа составила порядка 30-35 %, электроэнергии -20-25 %. В предложенной технологической схеме подготовки нефти для герметизации резервуаров была смонтирована установка улавливания легких фракций, что позволило утилизировать остаточный "хвостовой" сернистый газ, ранее сжигаемый на факеле в объеме 1500-2000 м³/сут.

Расчет дополнительных инвестиций приведен в таблице 6 в ценах 1999 года. Сравнительный расчет эксплуатационных затрат выполнен с учетом только изменяющихся показателей затрат подготовки высокосернистой нефти по проектной (булитной) и предложенной (резервуарной) схемам. Результаты сравнительных расчетов эксплуатационных затрат на подготовку нефти по обоим вариантам приведены в таблице 7.

Таким образом, сравнительная оценка затрат на подготовку высокосернистой нефти по технологическим схемам с использованием в качестве отстойных аппаратов - булитов и резервуаров показала, что экономия капитальных затрат по второму варианту (резервуарному) составляет 8868.8 тыс. руб./год, эксплуатационных - 1794 тыс. руб./год.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Установлено, что макрокинетика реакции соляной кислоты с водо- и нефтенасыщенной карбонатной горной породой описывается уравнением Аврами-Ерофеева, характерным для топохимических процессов. Рассчитаны факторы диффузионного торможения для реакции различных кислотных составов с водо- и нефтемещающими горными породами. На основе установленных лабораторно кинетических констант оптимизированы кислотные составы и их объемы для закачки в пласт.

2. На основании данных о типе коллектора, промысловых показателей скважин в карбонатных коллекторах разработан ряд новых кислотных составов, которые использованы в ГТМ по увеличению продуктивности и снижению обводненности скважин. С учетом проведенных лабораторных исследований и опытно-технологических работ на скважинах, приуроченных к карбонатным коллекторам месторождений НГДУ «Ямашнефть», установлен порядок проведения ГТМ (табл.8).

3. Разработан экспресс-метод оценки типа карбонатного коллектора по промысловым данным, который позволяет выбирать вид кислотной обработки.

Таблица 6

Расчет дополнительных инвестиций

| Наименование оборудования | Ед. изм. | Количество | Стоимость ед. оборуд. (с СМР), тыс. руб. | Стоимость кап.вложений тыс.руб |
|------------------------------------|----------|------------|--|--------------------------------|
| Проектный вариант 1 (булитный) | | | | |
| Булиты типа ОГ-200 | шт | 21 | 825 | 17325 |
| Проектный вариант 2 (резервуарный) | | | | |
| Резервуар РВС-2000 | шт | 2 | 456.2 | 912.4 |
| Антикоррозионное покрытие РВС-2000 | шт | 2 | 1302 | 2604 |
| Установка УЛФ | шт | 1 | 4200 | 4200 |
| Сепаратор ОГ-56 | шт | 2 | 370 | 740 |
| Итого | | | | 8456.4 |

Таблица 7

Расчет изменяющихся затрат на подготовку нефти

| Элементы затрат | Проектный вариант 1 (булитный), тыс. руб. | Предложенный проектный вариант 2 (резервуарный), тыс.руб. |
|---|---|---|
| Эксплуатационные расходы: | | |
| а) амортизационные отчисления | | |
| 17325 т.р. 0.05 | 866 | |
| 8456.4 т.р. 0.05 | | 423 |
| б) стоимость потерь газа на факеле 0.215 т.р. 547.5 | 118 | |
| в) стоимость электроэнергии | | |
| 0.0001435т.руб. 3.4 квт.ч 1500000 т | 732 | |
| 0.0001435 т.р. 2.65 квт.ч 1500000 т | | 570 |
| г) стоимость газа | | |
| 0.0003 т.р. 3.3 м ³ /т 1500000т | 1485 | |
| 0.0003 т.р. 1.76м ³ /т 1500000 | | 792 |
| д) стоимость деэмульгатора | | |
| 0.916668 т.р/1000000 115.4 г/т 1500000 т | 1587 | |
| 0.916668 т.р/1000000 87.9 г/т 1500000 т | | 1209 |
| Итого затрат | 4788 | 2994 |

Таблица 8

Выбор варианта комплексной СКО в соответствии с типом коллектора

| Фонд скважин | Тип коллектора | Состав композиции и последовательность закачки |
|--|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Малодобитный, низкообводненный фонд | Поровый, порово-трещиноватый | <i>Вариант 1:</i> Нефрас - (соляная кислота + спирт + ПАВ) - нефрас |
| Мало- и среднедобитный, среднеобводненный фонд | Поровый, порово-трещиноватый, трещиновато-поровый | <i>Вариант 2:</i> Полиглицоль или полиглицерин - (соляная кислота + спирт + ПАВ) - нефрас |
| Среднедобитный, высокообводненный фонд | Трещиновато-поровый, трещиноватый | <i>Вариант 3:</i> Шлам присадок к маслам + нефрас - (соляная кислота + спирт + ПАВ) - нефрас |

4. Для скважин в терригенных и карбонатных гидрофобных и имеющих промежуточную смачиваемость коллекторах разработана следующая последовательность операций, позволяющих увеличить дебит и снизить обводненность продукции:

- глушение скважины солевым водным раствором с добавкой неионогенного ПАВ - Реапона-2-1;
- закачка в призабойную зону пласта углеводородного растворителя на основе кубовых остатков и головной фракции производства бутиловых спиртов методом оксосинтеза с добавкой аминоксодержащего маслорастворимого ПАВ - дипроксамин-Рем-Ю-2.

5. Разработана технология резервуарной (безаппаратной) подготовки высоковязкой обводненной нефти на основе мониторинга свойств продукции скважин и химреагентов, позволяющая значительно сократить затраты на подготовку товарной нефти.

Основные положения диссертационной работы опубликованы в следующих работах:

1. Смыков В.В. Методы обработки призабойной зоны пласта, способствующие улучшению условий фильтрации жидкости, на месторождениях НГДУ «Ямашнефть» // Нефтепромысловое дело.-М.:ВНИИОЭНГ, 1999.- №1.-С.10-15.

2. Волкова И.Н., Смыков В.В., Ахметов Н.Э., Вахитов М.Ф., Телин А.Г. Метод определения структуры порового пространства трещинных коллекто-

ров //Геология геофизика и разработка нефтяных месторождений.-1999.-№3.-С.22-29

3. Смыков В.В., Тахауов А.Г., Хлебникова М.Э., Крайкина И.П., Вахитов М.Ф., Телин А.Г. Мониторинг реагентов-деэмульгаторов для условий путевой деэмульсации продукции месторождений НГДУ «Ямашнефть» в зимнее время //Нефтепромысловое дело.- М.:ВНИИОЭНГ.-2000.-№5.-С.26-31

4. А.С. № 1584474 СССР, МКИ Е 21В 43/00. Способ обработки нефтяных залежей /Смыков В.В., Галкин М.Я., Блох С.С., Кашин А.К./Б.И.- 1990. -№ 16-С.87.

5. Патент № 2159849 РФ, МПК Е 21 В 47/00. Способ оценки проницаемости пород и дебитов нефтегазовых скважин /Смыков В.В., Волкова И.Н., Кашалов Х.З./Б.И.- 2000.- № 33.- С.216.

6. Патент № 2161251 РФ, МПК Е 21 В 43/27. Способ кислотной обработки скважин карбонатного нефтяного пласта /Смыков В.В., Телин А.Г., Исмагилов Т.А., Вахитов М.Ф., Деревянко Р.М., Кавеев Х.З., Хисамутдинов А.И., Хайруллин И.А., Ахметов Н.З./Б.И.- 2000. - № - 36.-С.360.

Соискатель

В.В. Смыков В.В.Смыков

2-00